

Ю. С. Железко

**Потери электроэнергии
Реактивная мощность
Качество электроэнергии**

Руководство для практических расчетов



УДК 621.311.1

ББК 31.279

Ж51

Железко Ю. С.

Ж51 Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. — М. : ЭНАС, 2009. — 456 с. : ил.

ISBN 978-5-93196-958-9

Рассматриваются принципиальные вопросы в области планирования и управления режимами электрических сетей: потери электроэнергии, компенсация реактивной мощности, качество электроэнергии.

Приведена структура фактических (отчетных) потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций. Описаны методы расчета потерь в сетях и присоединенном оборудовании, методы анализа и нормирования потерь, выбора мероприятий по их снижению и расчета допустимых небалансов электроэнергии.

Рассмотрены методы выбора оптимальной мощности компенсирующих устройств, показатели качества электроэнергии, их влияние на электрооборудование, а также нормативные документы, определяющие взаимоотношения поставщиков и потребителей в части качества электроэнергии и условий потребления реактивной мощности.

Дана характеристика программного обеспечения, реализующего изложенные расчетные методы, представлены примеры практических расчетов.

Для инженерно-технического персонала энергоснабжающих организаций и предприятий — потребителей электрической энергии.

УДК 621.311.1

ББК 31.279

ISBN 978-5-93196-958-9

© Ю. С. Железко, 2009

© ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2009

2.1. Нагрузочные потери

2.1.1. Общие положения расчетов нагрузочных потерь мощности и электроэнергии

Нагрузочные потери активной мощности ΔP в трехфазном элементе сети с сопротивлением фазы R и током в фазе I определяют по формуле

$$\Delta P = 3 I^2 R.$$

Полная мощность, передаваемая по элементу сети S , ток в фазе I , фазное U_ϕ и линейное U напряжения связаны соотношениями:

$$S = 3U_\phi I = \sqrt{3} U I;$$
$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U}.$$

С учетом этих соотношений формула для нагрузочных потерь может быть записана в следующих видах:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \Delta P_p + \Delta P_Q = \frac{P^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U^2} R, \quad (2.1)$$

где P и Q — активная и реактивная мощности, передаваемые по элементу;

$\operatorname{tg} \varphi$ — коэффициент реактивной мощности;

ΔP_p и ΔP_Q — составляющие потерь активной мощности, обусловленные передачей активной и реактивной мощности.

Напряжение, используемое в формуле (2.1), должно относиться к узлу, в котором заданы значения P и Q (если P и Q заданы в начальной точке ветви, то и U должно соответствовать этой точке, и наоборот).

Значения P и Q в ветвях сети обычно изначально неизвестны, а известны нагрузки в ее узлах (на подстанциях). Целью расчета установившегося режима (УР) является определение значений P и Q

в каждой ветви сети по данным об их значениях в узлах. Потери мощности в сети в целом определяются как сумма значений, рассчитанных для каждого элемента по формуле (2.1).

Потери электроэнергии представляют собой сумму потерь мощности во всех режимах расчетного периода. Для того чтобы рассчитать все часовые режимы (720—744 режима в месяце и 8760 в году), необходимо знать нагрузки узлов в каждом из этих режимов. Осуществить такой расчет на практике возможно только при наличии системы телеизмерений (ТИ) нагрузок, автоматически поставляющей данные о текущих нагрузках узлов в вычислительный центр. Если же измеряются нагрузки ветвей, то нет необходимости проводить и расчет УР, достаточно суммировать потери мощности, рассчитанные для каждой ветви по формуле (2.1).

Вместе с тем известно, что средствами ТИ в настоящее время оснащены далеко не все, даже основные, сети напряжением 110 кВ и выше. Тем более нет оснований ожидать, что в ближайшем будущем ими будут оснащены все радиальные сети 35 кВ и ниже. Поэтому возникает задача расчета потерь электроэнергии за расчетный период (месяц, год) на основе расчета потерь мощности в ограниченном числе входящих в этот период режимов.

Значения P и Q в узлах нагрузки и генерации энергии могут быть известны для каждого часа суток из контрольных замеров. Они, как правило, осуществляются два раза в год — в один из рабочих дней июня (летний замер) и декабря (зимний замер). Очевидно, что данные замеры не могут полностью характеризовать нагрузки в другие дни расчетных периодов, которыми, как правило, являются каждый месяц, квартал или год.

Интегральным показателем режимов за расчетный период является энергия, потребленная (генерированная) в узле. Однако по энергии можно определить лишь среднюю нагрузку узла. Суточные графики P и Q в расчетном месяце можно определить, используя значение энергии в расчетном месяце и *конфигурацию* суточного графика нагрузки в день контрольных замеров. Однако при этом встает вопрос, конфигурацию какого графика использовать при расчете потерь, например, за апрель, имея графики за июнь и декабрь прошлого года? Рекомендации по искусственному восстановлению отсутствующих графиков описаны в данной главе. Очевидно, что при этом приходится применять некоторые допущения, что всегда в той или иной мере увеличивает погрешность расчета.

В формуле (2.1) все величины изменяются во времени: нагрузки P и Q — вследствие включения и отключения ЭП, напряжения в узлах — вследствие изменения нагрузок и действия устройств РН,

сопротивления линий — вследствие изменения температуры проводов, вызванного изменением температуры окружающего воздуха и нагревом провода протекающим по нему током. Для расчета потерь электроэнергии в этой ситуации необходимо потери мощности в рассчитанных режимах умножить на определенные тем или иным способом *интегрирующие множители*, численные значения которых рассчитывают на основе данных о графике суммарной нагрузки сети, графике напряжения в контрольном узле и среднемесячных температурах окружающего воздуха.

Объем и характер исходных данных о схемах и нагрузках сетей различных классов напряжения существенно различаются, поэтому для расчета потерь электроэнергии в них применяются разные методы.

Сети 110 кВ и выше. На подстанциях этих сетей, как правило, проводятся описанные выше контрольные замеры, поэтому в расчете потерь может использоваться наиболее полная информация — значения энергии, потребленной в узлах за расчетный месяц, и *конфигурация* суточных графиков нагрузки в дни контрольных замеров.

Сети 35 кВ. На некоторых подстанциях этих сетей значения P и Q измеряются не во все часы суток, а лишь в показательные часы (утреннего и вечернего максимумов и ночного минимума). При отсутствии почасовых суточных графиков на подстанциях приходится ориентироваться только на значения энергии, потребленной в узлах за расчетный месяц, и данные о числе часов использования максимальной нагрузки сети (коэффициенте заполнения графика нагрузки).

Сети 6–20 кВ. Для этих сетей известны схемы фидеров и отпуск электроэнергии в каждый фидер по головному участку (суммарное потребление энергии с учетом потерь энергии в фидере). Потребление энергии в узлах сети может быть известно только на части трансформаторных подстанций (ТП) 6–20/0,4 кВ, подключенных к сети. Разность отпуска электроэнергии в фидер и суммарного потребления энергии ТП, для которых эти значения известны, и отпуска электроэнергии непосредственно с напряжения 6–20 кВ (трансзит) представляет собой суммарное потребление энергии теми ТП, для которых данные о потреблении энергии отсутствуют. Для определения приближенных значений энергии на каждой из таких ТП обычно принимают допущение о распределении суммарного потребления энергии этими ТП пропорционально их номинальной мощности. Иногда из контрольных замеров известны данные о коэффициентах загрузки этих ТП, позволяющие приблизить расчетное распределение суммарной нагрузки к фактическому. Затем с по-

мощью итерационного расчета режима «снизу вверх» и «сверху вниз» добиваются равенства суммы узловых нагрузок и потерь в сети заданной нагрузке головного участка. Таким способом определяются приблизительные нагрузки этих ТП.

Схемы и параметры элементов сетей 6–20 кВ и выше предполагаются известными. Отличием расчетов является то, что для сетей 35 кВ и выше узловые нагрузки известны изначально, а суммарная нагрузка получается в результате расчета, а для сетей 6–20 кВ изначально известна суммарная нагрузка, а узловые нагрузки части ТП получают в результате расчета. Так как в сетях 6–20 кВ и выше нагрузки фаз практически одинаковы, то при расчете режимов используют однолинейную схему, то есть фактически схему одной фазы.

Сети 0,4 кВ. При известных схемах этих сетей для расчета потерь могут использоваться те же методы, что и для сетей более высоких напряжений. Особенностью таких сетей является неодинаковость нагрузок фаз, а также наличие неполнофазных участков (двухфазных и однофазных ответвлений от магистрали). Большинство нагрузок в этих сетях однофазные, подключенные между фазным и нулевым проводами на напряжение 0,23 кВ. Несмотря на то что нагрузки стараются присоединить к трехфазной сети равномерно между фазами, это не всегда удается. Кроме того, включение и отключение абонентами ЭП происходит независимо друг от друга. Поэтому расчет режимов сетей 0,4 кВ необходимо проводить по каждой фазе, имеющей свою схему и свои нагрузки.

Учет этих факторов необходим при расчете отклонений напряжения в узлах сети и определения их соответствия требованиям стандарта на качество электроэнергии. В настоящее время такие расчеты обычно делают только для выборки сетей. Большое число линий 0,4 кВ, трудоемкость введения в программы информации об их схемах, отсутствие достоверных данных о нагрузках затрудняют проведение такого расчета для всех линий, находящихся на балансе подразделения. В то же время для многих практических задач (составление баланса электроэнергии, расчет потерь электроэнергии для целей их нормирования и т. п.) достаточно рассчитать суммарные потери в этих сетях. Как будет показано далее, суммарные потери могут быть с приемлемой точностью определены и на основе обобщенных параметров таких сетей — количества линий, отходящих от ТП 6–20/0,4 кВ, сечений их головных участков и суммарных длин магистралей, двухфазных и однофазных ответвлений — без использования полных схем линий.

2.1.2. Характеристики графиков нагрузок

При расчете интегрирующих множителей обычным является допущение о чисто квадратичной зависимости нагрузочных потерь от нагрузки. При этом допущении интегрирующий множитель M_p для определения потерь электроэнергии по потерям мощности, рассчитанным для режима с нагрузкой P_p , определяют по формуле, ч:

$$M_p = \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta T_i / P_p^2, \quad (2.2)$$

где P_i — нагрузка на i -й ступени графика нагрузки;

n — число ступеней графика;

ΔT_i — продолжительность i -й ступени графика.

Значение M_p выражается в тех же единицах, что и ΔT , и физически представляет собой эквивалентную продолжительность режима с нагрузкой P_p , в течение которой потери мощности ΔP_p приведут к таким же потерям энергии, что и при ее потреблении по реальному графику. Если ΔP_p рассчитано для режима максимальной нагрузки, то M_p представляет собой число часов максимальных потерь τ . Если ΔP_p рассчитано при нагрузке меньше максимальной, то M_p будет больше числа часов максимальных потерь и в некоторых случаях оно может оказаться даже больше продолжительности расчетного периода T . Эта ситуация может наблюдаться при расчете M_p для элемента сети, потери электроэнергии в котором относят не к его максимальной нагрузке, а к его нагрузке в режиме максимальной нагрузки сети в случае, когда эти два режима не совпадают во времени.

В силу того, что интегрирующие множители используют для расчета потерь за расчетные периоды различной продолжительности, запишем формулу (2.2) в относительных единицах:

$$M_0 = \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta T_i / (P_p^2 T). \quad (2.3)$$

Аналогичное выражение можно записать и для графика реактивной мощности. Абсолютное значение множителя определяют умножением относительной величины на продолжительность расчетного периода.

На практике в качестве расчетных режимов используют либо режим максимальной нагрузки сети $P_{\text{макс}}$, определяемой по контрольным замерам, либо средней $P_{\text{ср}}$, определяемой по показаниям счетчиков. В первом случае интегрирующий множитель представляет собой относительное число часов наибольших (максимальных) потерь:

$$\tau_0 = \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta T_i / (P_{\text{макс}}^2 T). \quad (2.4)$$

Метод, использующий величину τ_0 , называется *методом наибольших потерь*.

Во втором случае интегрирующий множитель является произведением T на квадрат коэффициента формы графика нагрузки, определяемый по формуле

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta T_i / (P_{\text{ср}}^2 T). \quad (2.5)$$

Метод, использующий величину k_{Φ}^2 , получил название *метода средних нагрузок*. Величины (2.4) и (2.5) связаны между собой соотношением

$$\tau_0 = k_3^2 k_{\Phi}^2, \quad (2.6)$$

где k_3 — коэффициент заполнения графика (относительное число часов использования максимальной нагрузки).

Значение τ_0 для реальных графиков нагрузки меньше единицы, k_{Φ}^2 — больше единицы, и лишь для графика, выраженного прямой линией (узел с неизменной нагрузкой), $\tau_0 = k_{\Phi}^2 = 1$. В расчетах потерь электроэнергии всегда используется значение квадрата коэффициента формы графика. Сам коэффициент формы графика обычно не определяют. Поэтому в дальнейшем для краткости используется термин «коэффициент формы графика», под которым понимается его квадрат.

Оба описанных метода технологически мало отличаются друг от друга; они исходят из расчета потерь мощности только в одном режиме: в первом случае — максимальных нагрузок, во втором — средних нагрузок. В дальнейшем эти методы называются, соответственно, метод 1 и метод 2.

Коэффициент заполнения графика нагрузки k_3 определяют по формуле

$$k_3 = \frac{W}{P_{\text{макс}} T} = \frac{T_{\text{макс}}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}} \quad (2.7)$$

где W — электроэнергия, отпущенная в сеть за расчетный период.

Значение k_3 определяется соответствующими этому периоду значениями энергии W и максимальной нагрузки $P_{\text{макс}}$. В летние месяцы график может быть достаточно плотным и иметь значение k_3 выше, чем в зимние месяцы. Однако его влияние на $k_{3.г.}$ для годового периода будет даже меньше, чем для зимнего месяца $k_{3.з.}$, так как потребление в летние месяцы будет соотноситься с зимним максимумом нагрузки. Соотношение значений $k_{3.г.}$ и $k_{3.з.}$ отражается формулой $k_{3.г.} = k_{3.з.} W_{\text{ср}} / W_3$, где $W_{\text{ср}}$ — среднемесячное потребление энергии, а W_3 — потребление за зимний месяц. Потребление за зимний

месяц, как правило, больше среднегодового, поэтому для годового периода k_3 и τ_0 меньше, а k_ϕ^2 больше, чем для зимнего месяца.

Если значение τ_0 рассчитано для суточного графика дня контрольных замеров, (обозначим его τ_c), то его значение для года рассчитывают по формуле

$$\tau_0 = \tau_c \tau_m \tau_N, \quad (2.8)$$

где τ_m — коэффициент, учитывающий неодинаковость потребления энергии в различные сутки расчетного месяца;

τ_N — коэффициент, учитывающий неодинаковость потребления энергии в различные месяцы года.

Значения τ_m рассчитывают по формуле

$$\tau_m = \sum_{i=1}^n W_i^2 / (W_{\text{макс}}^2 n), \quad (2.9)$$

где W_i — отпуск электроэнергии в сеть за i -е сутки месяца;

$W_{\text{макс}}$ — то же, за сутки, для которых рассчитано значение τ_c ;

n — число суток в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца значение τ_m можно рассчитать по формуле

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{\text{нр}}}{(1,04 - 0,04 k_w) D_m}, \quad (2.10)$$

где k_w — отношение энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни;

D_p и $D_{\text{нр}}$ — число рабочих и нерабочих дней в расчетном месяце;

D_m — общее число дней в расчетном месяце; поправочный коэффициент $(1,04 - 0,04 k_w)$ учитывает неодинаковость значений энергии, потребляемой в различные нерабочие и рабочие дни.

Значение τ_N рассчитывают по формуле

$$\tau_N = \sum_{i=1}^N W_{mi}^2 / (N W_{mp}^2), \quad (2.11)$$

где W_{mp} — отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце;

W_{mi} — отпуск электроэнергии в i -м месяце расчетного периода;

N — число месяцев в расчетном периоде.

Если значение k_ϕ^2 рассчитано для суточного графика (обозначим его $k_{\phi c}^2$), то его значение для года рассчитывают по формуле

$$k_\phi^2 = k_{\phi c}^2 k_{\phi m}^2 k_{\phi N}^2, \quad (2.12)$$

где $k_{\phi M}^2$ — коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу суток в расчетном месяце);

$k_{\phi N}^2$ — коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном периоде).

Коэффициент $k_{\phi M}^2$ определяют по формуле

$$k_{\phi M}^2 = \sum_{i=1}^D W_i^2 / (W_{\text{ср.сут.}}^2 \cdot D_M), \quad (2.13)$$

где W_i — отпуск электроэнергии в сеть за i -е сутки месяца;

$W_{\text{ср}}$ — среднесуточный отпуск электроэнергии.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\phi M}^2$ определяют по формуле

$$k_{\phi M}^2 = (1,04 - 0,04k_w) \frac{(D_p + k_w^2 D_{\text{н.р}}) D_M}{(D_p + k_w D_{\text{н.р}})^2}. \quad (2.14)$$

Значение $k_{\phi N}^2$ рассчитывают по формуле

$$k_{\phi N}^2 = \sum_{i=1}^N W_{Mi}^2 / (N W_{\text{ср.мес.}}^2), \quad (2.15)$$

где W_{Mi} — отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного периода;

$W_{\text{ср.мес}}$ — среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного периода;

N — число месяцев в расчетном периоде.

Для расчета τ_0 и k_{ϕ}^2 по формулам (2.4) и (2.5) необходим график нагрузки. Для основной сети такая информация имеется: ее суммарная нагрузка постоянно регистрируется на диспетчерском пункте. Для радиальных сетей 35–110 кВ, а тем более 6–20 кВ график нагрузки головного участка обычно отсутствует. В этом случае значения τ_0 и k_{ϕ}^2 определяют по приближенным формулам (прил. 1):

$$\tau_0 = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}; \quad (2.16)$$

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (2.17)$$

Из формул (2.16) и (2.17) может быть получена непосредственная связь τ_0 и k_{ϕ}^2 :

$$\tau_0 = \frac{k_{\phi}^2}{(3k_{\phi}^2 - 2)}. \quad (2.18)$$

Обычно график нагрузки представляется последовательностью почасовых значений. Если значения располагают в порядке их снижения, такой график называют графиком «по продолжительности нагрузок». При наличии данных об отношении минимальной и максимальной нагрузок $k_{\min} = P_{\min}/P_{\max}$ могут быть использованы более точные (но тоже приближенные) формулы. Они исходят из представления графика по продолжительности плавной убывающей функцией, которая в зависимости от соотношения k_3 и $k_{\min}$ может быть вогнутой или выпуклой. Характер функции определяют на основе предварительно рассчитанного параметра $\lambda = (k_3 - k_{\min})/(1 - k_3)$. При $\lambda < 1$ функция вогнутая, при $\lambda > 1$ выпуклая, при $\lambda = 1$ она представляет собой прямую линию. Значения τ_0 определяют по формулам [1]:

$$\text{при } \lambda < 1 \quad \tau_0 = k_3^2 + \frac{(1-k_3)^2(k_3-k_{\min})}{2-k_3-k_{\min}}; \quad (2.19)$$

$$\text{при } \lambda > 1 \quad \tau_0 = k_3^2 + \frac{(1-k_3)(k_3-k_{\min})^2}{1+k_3-2k_{\min}}. \quad (2.20)$$

При $\lambda = 1$ обе формулы дают одинаковый результат.

Подставляя в эти формулы соотношение (2.6), получим формулы для k_{Φ}^2 :

$$\text{при } \lambda < 1 \quad k_{\Phi}^2 = 1 + \frac{(1-k_3)^2(k_3-k_{\min})}{(2-k_3-k_{\min})k_3^2}; \quad (2.21)$$

$$\text{при } \lambda > 1 \quad k_{\Phi}^2 = 1 + \frac{(1-k_3)(k_3-k_{\min})^2}{(1+k_3-2k_{\min})k_3^2}. \quad (2.22)$$

В прил. 1 показано, что диапазон возможных погрешностей формул (2.16) и (2.17) имеет практически нулевую систематическую погрешность. Диапазон случайной погрешности с вероятностью 0,95 составляет $\pm 13\%$. Формулы (2.19) – (2.22) имеют систематическую погрешность -5% (то есть в среднем потери занижаются на 5%) и размах случайной погрешности $\pm 10,8\%$ относительно среднего значения. Систематическую погрешность можно скомпенсировать введением поправочного коэффициента 1,05; в этом случае формулы (2.19) – (2.22) оказываются точнее формул (2.16) и (2.17) на $2,2\%$. Вместе с тем получение достоверных сведений о $k_{\min}$ бывает затруднено, а различие случайных погрешностей приведенных формул не выглядит существенным. Можно считать, что любые формулы, определяющие τ_0 и k_{Φ}^2 только через k_3 или через k_3 и $k_{\min}$, имеют неустранимую погрешность порядка $\pm(11-13)\%$. Свести ее к нулю

можно только применением формул (2.4) и (2.5), использующих значения ординат реального графика нагрузки.

Суточные графики реверсивных перетоков обычно нестабильны и имеют различную конфигурацию в разные сутки. Поэтому для *среднесуточного графика* приходится принимать предположение о равномерном распределении нагрузки на интервале от максимального значения потока в одну сторону до его максимального значения в другую сторону. В этом случае график имеет треугольный вид, для которого $k_3 = 0,5$. Для такого графика в соответствии с формулами (2.16) и (2.17) $\tau_0 = 1/3$, а $k_{\Phi}^2 = 4/3$.

Эффект от режимных МСП (РН, оптимизация режимов и т. п.), часто рассчитывают в виде снижения потерь мощности в режимах максимальной $\delta P_{\text{макс}}$ и минимальной $\delta P_{\text{мин}}$ нагрузок. При наличии графика нагрузки снижение потерь мощности в каждом часовом интервале можно определить из условия пропорциональности эффекта режимного мероприятия нагрузке рассматриваемого часа. При отсутствии графика используют его представление в виде двух ступеней с относительными продолжительностями режимов $t_{\text{макс}}$ и $t_{\text{мин}}$, определяемыми по формулам:

$$t_{\text{макс}} = \frac{k_3 - k_{\text{мин}}}{1 - k_{\text{мин}}}; \quad (2.23)$$

$$t_{\text{мин}} = 1 - t_{\text{макс}}. \quad (2.24)$$

Из формулы (2.23) следует, что k_3 не может быть меньше $k_{\text{мин}}$.

Погрешности описанных выше приближенных формул относятся к *методическим погрешностям*. Методические погрешности определения τ_0 и k_{Φ}^2 одинаковы, так как эти величины функционально связаны формулой (2.6). Тем не менее метод расчета потерь электроэнергии по средним нагрузкам дает гораздо более точные результаты, чем метод наибольших потерь. Это объясняется тем, что *информационные погрешности* данных о средних нагрузках, определяемых на основании показаний счетчиков, гораздо меньше, чем погрешности максимальных нагрузок, определяемых при контрольных замерах, выполняемых эпизодически и не всегда попадающих в действительный максимум.

Дальнейшее уточнение расчетов возможно при использовании суточных графиков узловых нагрузок, получаемых в дни контрольных замеров, проводимых в один из рабочих дней июня и декабря. Графики узловых нагрузок в другие месяцы можно определить, приняв допущение о характере изменения нагрузки узла на каждой ступени графика от июньского P_6 до декабрьского P_{12} значения.

При допущении о *линейном* характере изменения нагрузки ее значение на рассматриваемой ступени графика в n -й месяц определяют по формуле

$$P_n = P_6 + (P_{12} - P_6) \frac{n-6}{6} . \quad (2.25)$$

При расчете значений P_n за январь—май ($n = 1-5$) знак перед вторым слагаемым меняют на минус. При допущении об изменении нагрузки узла *пропорционально* изменению суммарной нагрузки сети P_Σ формула имеет вид

$$P_n = P_6 \frac{P_{\Sigma n}}{P_{\Sigma 6}} \quad \text{или} \quad P_n = P_{12} \frac{P_{\Sigma n}}{P_{\Sigma 12}} \quad (2.26)$$

в зависимости от того, нагрузка какого месяца принята за базу.

При расчете потерь электроэнергии за месяцы текущего года приходится использовать графики контрольных замеров прошедшего года. Для расчета потерь требуется только конфигурация графика, а не его абсолютные значения, поэтому если конфигурация графика достаточно стабильна в течение года, то применять формулы (2.25) или (2.26) нет необходимости.

По энергии, потребленной (генерированной) в узле за рассматриваемый месяц, и принятой конфигурации графика определяют среднесуточный график нагрузки каждого узла в именованных единицах. Далее проводят расчет потерь мощности в сети (расчет УР) на каждой ступени графика и определяют потери электроэнергии за средние сутки месяца. Потери за месяц определяют по формуле

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ср.сут.}} D_{\text{м}} k_{\text{фм}}^2 = \Delta W_{\text{ср.сут.}} D_{\text{м.экв.}} , \quad (2.27)$$

где $k_{\text{фм}}^2$ — коэффициент, учитывающий неодинаковость потребления энергии в различные сутки месяца (2.14); произведение $D_{\text{м}} k_{\text{фм}}^2$ представляет собой эквивалентное число дней (суток) в месяце $D_{\text{м.экв.}}$, за которые потери электроэнергии, рассчитанные за средние сутки месяца, будут равны сумме потерь, рассчитанных за каждые сутки месяца по фактическим суточным графикам.

В этом методе, называемом *методом расчетных суток* (метод 3), объединяются преимущества метода средних нагрузок (точное значение средней нагрузки, полученное на основе показания счетчика) с учетом индивидуальных конфигураций суточных графиков узловых нагрузок. Это позволяет рассчитать потери более точно, чем методами 1 и 2, использующими параметры одного графика — суммарной нагрузки сети.

Если потери электроэнергии рассчитывают за период, включающий в себя N месяцев, на основе $\Delta W_{\text{ср. сут.}}$, рассчитанных за сутки одного из месяцев, то эквивалентное число дней определяют по формуле

$$D_{\text{экв. } N} = \sum_{i=1}^N W_{mi}^2 D_{\text{м. экв. } i} / W_{\text{мр}}^2, \quad (2.28)$$

где W_{mi} — отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце;

$W_{\text{мр}}$ — то же, в месяце, за который рассчитано значение $\Delta W_{\text{ср. сут.}}$.

2.1.3. Учет различий конфигурации графиков нагрузки узлов

Методы 1 и 2 используют значения τ_0 и k_{ϕ}^2 , определенные по графику суммарной активной нагрузки сети. Вместе с тем каждый элемент сети имеет свой график нагрузки, отличающийся от суммарного графика, и свои значения τ_0 и k_{ϕ}^2 . При одинаковой конфигурации графиков нагрузки узлов (однородные нагрузки) график суммарной нагрузки сети будет иметь такую же конфигурацию с небольшим отличием за счет прибавления к сумме нагрузок потерь в сети. Поэтому использование графика суммарной нагрузки сети не приводит к дополнительным погрешностям.

При различии конфигураций графиков узловых нагрузок график суммарной нагрузки сети становится более заполненным и, следовательно, имеющим более высокие значения τ_0 и менее высокие k_{ϕ}^2 , чем соответствующие параметры графиков нагрузки элементов сети. Это приводит к завышению расчетных потерь при использовании метода 1 и к их занижению при использовании метода 2. Погрешность, обусловленная неадекватностью отражения параметрами графика суммарной нагрузки сети параметров индивидуальных графиков нагрузки элементов, далее называется *погрешностью неадекватности первого рода*.

В расчете режима максимальной суммарной нагрузки сети (метод 1) узловые нагрузки участвуют своими значениями, соответствующими часам максимальной нагрузки сети. Их собственные максимальные нагрузки могут наблюдаться в другие часы суток. Это приводит к занижению расчетных потерь при использовании метода 1, то есть этот фактор действует в обратном направлении, чем описанный выше. Погрешность, вызываемую этим фактором, назовем *погрешностью неадекватности второго рода*. Результирующая погрешность метода 1 определится совместным воздействием разнонаправленных факторов и может быть как положительной, так

и отрицательной. В методе 2 используются значения энергии. Средняя нагрузка не зависит от конфигурации графика, поэтому в методе 2 проявляется только погрешность неадекватности первого рода, приводящая к занижению расчетных потерь.

К расчетным потерям целесообразно применять поправочные коэффициенты, частично компенсирующие описанные погрешности. Для компенсации погрешности неадекватности первого рода используем отношения значений τ_i и $k_{\Phi i}^2$, рассчитанных для графика каждого узла, к соответствующим величинам графика суммарной нагрузки сети τ_Σ и $k_{\Phi \Sigma}^2$:

$$k_{\tau i} = \frac{\tau_i}{\tau_\Sigma}; \quad k_{k.\Phi i} = \frac{k_{\Phi i}^2}{k_{\Phi \Sigma}^2}. \quad (2.29)$$

Так как влияние неодинаковости графика нагрузки узла на общие потери в сети зависит от его «веса» в суммарной нагрузке сети, то для определения обобщенного коэффициента неодинаковости графиков нагрузок узлов необходимо взвесить значения (2.29) по энергии, потребляемой в каждом узле. Для компенсации погрешности неадекватности второго рода (в методе 1) необходимо дополнительно использовать коэффициенты участия нагрузок узлов в режиме максимальных нагрузок сети $k_{\text{макс } i}$, представляющие собой отношение нагрузки i -го узла, участвующей в режиме максимальных нагрузок сети, к его собственной максимальной нагрузке.

В результате формулы для расчета коэффициентов неодинаковости графиков нагрузок узлов для методов 1 и 2 будут иметь вид:

$$k_{y1} = \frac{\sum_{i=1}^n W_i^2}{\sum_{i=1}^n k_{\text{макс } i}^2 W_i^2 / k_{\tau i}}; \quad k_{y2} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{k.\Phi i} W_i^2}{\sum_{i=1}^n W_i^2}. \quad (2.30)$$

Потери электроэнергии в сети определяются нагрузками ветвей, а не узлов, поэтому данные коэффициенты не могут использоваться непосредственно для корректировки расчетных значений потерь. Принимая допущение о равномерности распределения в сети узлов с различными графиками и учитывая, что неоднородность нагрузок узлов нивелируется в ветвях по мере приближения к центру питания (ЦП), для корректировки потерь в замкнутых сетях можно использовать средние значения коэффициентов (2.30):

$$k_{p3} = \frac{1+k_y}{2}. \quad (2.31)$$

В радиальных линиях основная часть потерь (порядка 2/3 суммарных потерь) приходится на головной участок, график нагрузки которого и является графиком суммарной нагрузки линии, и на не-

сколько участков магистрали, графики которых близки к графику суммарной нагрузки. Влияние неоднородности нагрузок узлов испытывают лишь удаленные ветви, потери в которых составляют 1/3 суммарных потерь. Поэтому для радиальных сетей коэффициент корректировки потерь определяют по формуле

$$k_{pp} = \frac{5 + k_y}{6}. \quad (2.32)$$

Проведенные расчеты показали, что при применении этих коэффициентов влияние неоднородности графиков нагрузки снижается в несколько раз. В частности, для приведенных в прил. 4 примеров погрешности расчета потерь снизились с 10,6 % до 3,5 % для метода 1 и с 9,3 % до 1,5 % для метода 2.

Для вычисления коэффициента k_{y2} достаточно знать данные только о коэффициентах заполнения графиков узлов k_3 и использовать формулу (2.17) для вычисления $k_{\phi i}^2$. Для вычисления коэффициента k_{y1} необходимо дополнительно знать коэффициенты участка $k_{\max i}$. Это предполагает анализ графиков нагрузок узлов, что бывает затруднительно. Вместе с тем метод 2 всегда предпочтительней метода 1, так как информационно он обеспечен лучше и учет неоднородности нагрузок в нем осуществляется проще.

В методе 3 график суммарной нагрузки сети не используется, поэтому погрешность неадекватности практически равна нулю. Однако данные об энергии в узлах известны не за каждые сутки, а за месяц. По ним можно определить лишь *среднемесячные* суточные графики нагрузок, а использование любого среднего значения, как известно, приводит к занижению результата. Поэтому при расчете $D_{\text{м. экв.}}$ по формуле (2.27) используется коэффициент $k_{\phi \text{м}}^2$.

Кроме неоднородности активных нагрузок *различных узлов* необходимо учитывать различия конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки *каждого узла*. Обычно график реактивной нагрузки более заполнен, чем график активной нагрузки, из-за большего веса нагрузки холостого хода. Потребление реактивной энергии учитывается величиной $\text{tg}\phi$, значение которой определяют из соотношения активной и реактивной энергии. Различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки учитывают с помощью коэффициента k_Q (прил. 1). При использовании метода 1 коэффициент k_Q принимают равным 1,03, а при использовании метода 2 — равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\max}$ в формулах определения τ_0 и k_{ϕ}^2 иногда используют значения тока головного участка I_i и $I_{\max}$. В этом случае коэффициент k_Q принимают равным 1,0 для метода 1 и равным 1,02 для метода 2.

2.1.4. Характеристики режимов напряжения

Потери мощности в режимах максимальных и средних нагрузок соответствуют напряжениям в узлах сети в этих режимах. Использование τ_0 или k_ϕ^2 отражает эквивалентность воздействия изменяющейся нагрузки, но не учитывает изменение напряжения в ЦП в различные периоды суток, а также изменение напряжения в узлах сети, происходящее при изменении нагрузки (даже при постоянном напряжении в ЦП). Применение τ_0 или k_ϕ^2 к потерям мощности, рассчитанным для режимов максимальных или средних нагрузок, фактически означает, что в режимах с другими нагрузками напряжения в узлах сети предполагаются такими же, как в этих расчетных режимах. Очевидно, что для учета различия напряжения в ЦП на ступенях графика нагрузки необходимо в расчетном режиме использовать некоторое эквивалентное напряжение в ЦП, находящееся между значениями $U_{\text{макс}}$ и $U_{\text{мин}}$.

При снижении нагрузки потери напряжения в сети снижаются, и напряжения на удаленных участках в этих режимах выше, чем в расчетном режиме. Это приводит к более значительному уменьшению нагрузочных потерь по сравнению с тем, что отражает квадратичная зависимость от нагрузки. Поэтому необходимо некоторое увеличение расчетного напряжения в ЦП по сравнению с напряжением, определяемым только на основе напряжений на шинах самого ЦП в различные часы суток. При оценке этого увеличения следует учитывать, что плотность распределения потерь по участкам линии неодинакова (обычно удельные потери снижаются по мере удаления от ЦП), что приводит к неодинаковой весомости учета реальных напряжений на начальных и конечных участках линии. Для радиальных линий характерно резкое снижение плотности потерь по мере удаления от ЦП. Вследствие отборов мощности нагрузка линий по мере удаления от ЦП снижается, ее квадрат снижается в еще большей степени. Снижение сечения проводов лишь частично компенсирует влияние на потери мощности снижающейся нагрузки. Кроме того, при выборе сечения провода существуют ограничения по минимальному сечению, определяющему механическую прочность провода; это не позволяет уменьшать сечение пропорционально снижающейся нагрузке. В результате плотность тока в проводах по мере удаления от ЦП обычно снижается, приводя к уменьшению удельных потерь.

Напряжения в узлах основных сетей 220–500 кВ кроме описанных выше факторов изменяются вследствие РН трансформаторами на связях сетей различных напряжений. Изменение напряжений в узлах в свою очередь приводит к изменению емкостной генерации

линий. Значения этих факторов зависят от параметров всех элементов сети, поэтому записать «точную» формулу для эквивалентного напряжения невозможно.

Влияние описанных разнонаправленных факторов рассмотрено в прил. 1. Рекомендуемая формула для расчетного напряжения в ЦП при определении нагрузочных потерь электроэнергии имеет вид:

$$U_{\text{рн}} = (1 + 0,002 \Delta U_{\text{макс}}) \sqrt{(1 - 0,5k_3) U_{\text{макс}}^2 + 0,5k_3 U_{\text{мин}}^2}, \quad (2.33)$$

где $\Delta U_{\text{макс}}$ — максимальные потери напряжения в сети, %.

На потери *холостого хода* изменение напряжения действует в обратном направлении. Расчетное напряжение в ЦП для определения потерь электроэнергии холостого хода определяют по формуле

$$U_{\text{рх}} = (1 + 0,002 \Delta U_{\text{макс}}) \sqrt{\sum_{i=1}^n U_i^2 \Delta T_i / T}, \quad (2.34)$$

где n — число рассматриваемых режимов напряжения в ЦП.

Для более точного расчета потерь электроэнергии правильно было бы рассчитать два режима с разными эквивалентными напряжениями в ЦП, по одному из которых определять нагрузочные потери, а по другому — потери холостого хода. Если же рассчитывается только один режим, то расчетное напряжение в ЦП необходимо определять как взвешенное по формуле

$$U_p = d_n U_{\text{рн}} + d_x U_{\text{рх}}, \quad (2.35)$$

где d_n — определенная на основе предварительного расчета доля нагрузочных потерь в общих потерях;

$d_x = 1 - d_n$ — доля потерь холостого хода.

При использовании напряжения, определенного по формуле (2.35), расчетное значение суммарных потерь электроэнергии уточняется, однако точность расчета составляющих ухудшается, так как расчетное напряжение в этом случае представляет собой эквивалентную величину, полученную взвешиванием расчетных напряжений для нагрузочных потерь и потерь холостого хода.

2.1.5. Расчет режима замкнутой электрической сети

Известны два способа расчета УР. Для сетей, оснащенных средствами ТИ, данные о мощности, передаваемой по каждой ветви, и напряжении в каждом узле поступают в вычислительный центр от оперативного информационного комплекса (ОИК), обрабатывающего данные ТИ. В этом случае расчет потерь сводится к ис-

пользованию формулы (2.1) для каждой ветви сети. Однако, так как любым измерениям свойственны погрешности, сумма измеренных мощностей ветвей, входящих и выходящих из каждого узла, несколько отличается от нуля. Напряжения в узле, определенные исходя из потерь напряжения в подходящих ветвях, рассчитанных на основе измеренных мощностей, также различаются между собой. Для корректировки данных применяются специальные процедуры. Такой способ расчета УР назван «оцениванием состояния сети» (правильнее было бы назвать оцениванием режима сети).

Многие сети не оснащены в полной мере средствами ТИ. Для расчета УР этих сетей используются программы, реализующие метод узловых потенциалов. Исходными данными для расчета являются нагрузки в узлах в виде активной и реактивной мощности и напряжение в одном из узлов, который называют балансирующим. Обычно это узел с наибольшей генерируемой мощностью. Уравнения установившихся режимов являются нелинейными с большим количеством переменных и ограничениями в форме неравенств. Для решения таких систем уравнений используют итерационные алгоритмы последовательного приближения к искомому результату, которые применяются во всех известных программах расчета УР (РАСТР, Б-2, МУСТАНГ, ДАКАР, РАП-стандарт и др.). На каждой итерации расчета определяются векторы напряжения в узлах схемы (модуль и угол по отношению к вектору напряжения в балансирующем узле). По напряжениям в смежных узлах определяют мощности, протекающие по каждой ветви схемы. В связи с приближенностью расчета напряжений сумма мощностей, передаваемых по отходящим от узла ветвям, на конкретной итерации не равна заданной узловой нагрузке. При каждой последующей итерации небаланс мощностей в узле снижается, однако в итерационном процессе невозможно добиться его тождественного равенства нулю. Для того чтобы расчет можно было завершить, задают допустимый небаланс нагрузок в узле — чем он меньше, тем точнее расчет, но тем больше времени он занимает. Для основных сетей обычно достаточно задать допустимый небаланс на уровне 0,2–0,5 МВ·А.

Нелинейность уравнений означает наличие нескольких решений (корней уравнения), удовлетворяющих поставленному условию. Поэтому режим может сойтись и к одному из математически возможных, но физически несуществующему решению, а может и «развалиться» в процессе итераций. «Головной болью» разработчиков программ расчета УР является проблема обеспечения автоматической сходимости расчета к физически существующему режиму.

Иногда итерации могут продолжаться бесконечно. Это происходит при колебательном процессе итераций, когда нарушение ба-

ланса в узле на одной итерации происходит в одну сторону, а на следующей итерации в другую. Иногда снижающийся небаланс в одном узле приводит к его увеличению в другом узле, а на следующей итерации наблюдается обратная картина. Колебательный процесс наблюдается обычно только в некоторых узлах, а размахи колебаний незначительны (хотя постоянно превышают заданный допустимый небаланс нагрузок). Риск попадания в колебательный процесс увеличивается при задании малых значений допустимого небаланса. Для выхода из процесса итераций устанавливают *допустимое число итераций*. Расчет закончится либо при достижении установленного небаланса нагрузок, либо через установленное количество итераций. Обычно достаточно установить допустимое число итераций порядка 15–20.

Для ускорения процесса сходимости расчета к физически существующему режиму целесообразно использовать так называемые опорные узлы, напряжения в которых известны до расчета по результатам измерений. В процессе расчета эти напряжения не меняются, а напряжения в остальных узлах определяются с учетом заданных напряжений в балансирующем узле и опорных узлах. Но для того чтобы в процессе расчета напряжения в опорных узлах можно было бы держать неизменными, необходимо изменять в этих узлах реактивную мощность. Поэтому в качестве опорных узлов могут быть использованы только узлы, в которых имеется регулируемый источник реактивной мощности (обычно это узлы присоединения электрических станций или синхронных компенсаторов). Для таких узлов задают допустимые диапазоны изменения реактивной мощности.

Для обеспечения автоматической сходимости расчета без вмешательства расчетчика используются различные приемы. Например, программа РАП-ОС-ст при затруднениях со сходимостью сама вводит дополнительные опорные и балансирующие узлы, а по мере «успокоивания» процесса последовательно переводит их в ранг обычных узлов, то есть разрешает им принять участие в итерациях на общих основаниях.

Не рекомендуется задавать балансирующий узел на шинах генераторного напряжения электростанции из-за большой чувствительности напряжений во всех узлах схемы к коэффициенту трансформации в балансирующем узле. Например, при генераторном напряжении 15 кВ можно посчитать, что коэффициенты $15,7/220$ и $15,4/220$ не так уж сильно отличаются. Однако разница в результатах расчета может быть весьма существенной, особенно при наличии длинных и незагруженных линий 220 кВ и выше. Повышение напряжения

в балансирующем узле приводит к увеличению емкостной генерации на присоединенных к узлу линиях, еще большему повышению напряжения на их концах и так далее по цепочке, в конце которой расчетное напряжение в узлах может достичь нереальных значений. Балансирующий узел рекомендуется задавать на шинах высокого напряжения электростанции или на шинах 220 кВ подстанции 500/220 кВ.

2.1.6. Балансировка узловых нагрузок и суммарной нагрузки сети

Сумма заданных нагрузок в узлах и рассчитанных потерь мощности в сети, как правило, в той или иной мере не совпадает с известной суммарной нагрузкой сети. Суммарная нагрузка сети известна с гораздо большей точностью, чем нагрузки в узлах, поэтому встает задача корректировки последних. При определении степени корректировки нагрузки в каждом узле необходимо учитывать достоверность способа ее получения. Если нагрузка фиксируется дежурным персоналом на обслуживаемой подстанции, ее значение в процессе корректировки должно претерпевать меньшие изменения, чем значения нагрузок, полученных при выездном контрольном замере. Еще менее достоверными являются нагрузки, полученные оценочным способом (например, при распределении суммарной нагрузки между ТП 6–20 кВ пропорционально номинальным мощностям трансформаторов).

Различия в достоверности узловых нагрузок обычно отражаются экспертными коэффициентами достоверности k_d . Например, для трех описанных выше способов получения нагрузок установлены значения k_d , равные, соответственно, 1,0; 0,8 и 0,5. Это означает, что небаланс нагрузок $P_{нб}$ будет распределяться между узлами таким образом, что в нагрузки узлов второй группы попадет в $1/0,8 = 1,25$ раза большая его часть, чем в нагрузки узлов первой группы, а в нагрузки узлов третьей группы в $1/0,5 = 2$ раза. Если в конкретном режиме доля нагрузок i -й группы в их суммарной нагрузке P_Σ составляет

$$d_i = P_i / P_\Sigma, \quad (2.36)$$

то доля небаланса, приходящаяся на эту группу нагрузок, составит

$$d_i^{нб} = \frac{d_i / k_{di}}{\sum_{j=1}^k d_j / k_{dj}}, \quad (2.37)$$

где k — количество групп.

Скорректированное значение нагрузки каждого узла i -й группы определяется умножением его исходной нагрузки на коэффициент коррекции

$$k_{\kappa i} = 1 + \frac{d_i^{\text{нб}} P_{\text{нб}}}{P_i}. \quad (2.38)$$

Для примера рассчитаем сбалансированные нагрузки P_{6i} для сети, в которой суммарные нагрузки трех описанных групп узлов равны 60, 30 и 10 МВт ($P_{\Sigma} = 100$ МВт), а нагрузка балансирующего узла $P_{\text{бу}} = 80$ МВт. Небаланс нагрузок $P_{\text{нб}} = 80 - 100 = -20$ МВт. $k_{\text{д}i}$ примем равными 1,0; 0,8 и 0,5.

Результаты расчета по формулам (2.36) – (2.38) приведены ниже. Изменение нагрузок обозначено $\delta P_{\text{нб}i}$.

P_i	60	30	10
d_i	0,6	0,3	0,1
$k_{\text{д}i}$	1,0	0,8	0,5
$d_i^{\text{нб}}$	0,51	0,32	0,17
$k_{\kappa i}$	0,83	0,79	0,66
P_{6i} , МВт	49,8	23,6	6,6
$\delta P_{\text{нб}i}$, МВт	10,2	6,4	3,4
$\delta P_{\text{нб}i}$, %	17	21,3	34

Как следует из приведенного расчета, наибольшая доля суммарного небаланса нагрузок приходится на узлы первой группы (0,51), хотя их нагрузки имеют наиболее высокие коэффициенты достоверности. Это объясняется их большой суммарной мощностью. Относительно же они изменились меньше остальных. Из сопоставления значений последней строки видно, что нагрузки узлов второй группы изменились в $21,3/17 = 1,25$ раза больше нагрузок узлов первой группы, а третьей группы в $34/17 = 2$ раза, что соответствует принятым коэффициентам достоверности. Если считать, что нагрузки какой-либо группы узлов практически достоверны, то распределение суммарного небаланса необходимо производить между узлами других групп.

2.1.7. Расчет потерь электроэнергии в сети при наличии реверсивных перетоков по линиям связи с внешними объектами

По таким линиям энергия в одни часы расчетного периода передается внешнему объекту, а в другие часы принимается от него. В этом случае имеются два значения энергии за расчетный период. Очевидно, что ни разность, ни сумма этих значений не может быть использована для определения расчетной мощности в узле.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
Глава 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНОЛОГИЯ В ОБЛАСТИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	6
1.1. Потери электроэнергии или расход на передачу?	6
1.2. Структура потерь электроэнергии	8
1.3. Экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии	13
1.4. Небалансы электроэнергии	15
1.5. Нормирование потерь	17
1.5.1. Общие положения	17
1.5.2. Закономерности изменения составляющих потерь	22
1.6. Термины и определения	27
Глава 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	30
2.1. Нагрузочные потери	30
2.1.1. Общие положения расчетов нагрузочных потерь мощности и электроэнергии	30
2.1.2. Характеристики графиков нагрузки	34
2.1.3. Учет различий конфигурации графиков нагрузки узлов	41
2.1.4. Характеристики режимов напряжения	44
2.1.5. Расчет режима замкнутой электрической сети	45
2.1.6. Балансировка узловых нагрузок и суммарной нагрузки сети	48
2.1.7. Расчет потерь электроэнергии в сети при наличии реверсивных перетоков по линиям связи с внешними объектами	49
2.1.8. Параметры линий и трансформаторов	51
2.1.9. Расчетные формулы для определения нагрузочных потерь электроэнергии	54

2.1.10. Относительные потери мощности и электроэнергии	55
2.1.11. Расчет потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ	56
2.1.12. Расчет потерь во внутридомовых сетях многоэтажных зданий	64
2.1.13. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь и классы их точности	65
2.1.14. Нагрузочные потери в оборудовании подстанций	66
2.2. Условно-постоянные потери	69
2.2.1. Потери холостого хода в силовых трансформаторах	69
2.2.2. Потери в компенсирующих устройствах	70
2.2.3. Потери в шунтирующих реакторах	72
2.2.4. Потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций	72
2.2.5. Потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах и счетчиках прямого включения	73
2.2.6. Потери в изоляции кабельных линий	76
2.2.7. Потери в трансформаторах дугогасящих реакторов	77
2.3. Потери, определяемые погодными условиями	78
2.3.1. Общая характеристика	78
2.3.2. Потери на корону	79
2.3.3. Потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий	85
2.3.4. Расход электроэнергии на плавку гололеда	90
Глава 3. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ	93
3.1. Структура электроприемников собственных нужд	93
3.2. Нормы расхода электроэнергии	95
3.2.1. Общеподстанционный расход электроэнергии	95
3.2.2. Расход электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов	96
3.2.3. Расход электроэнергии на обогрев оборудования	96
3.2.4. Расход электроэнергии на обеспечение работы воздушных выключателей и масляных выключателей с пневматическим приводом	99
3.2.5. Расход электроэнергии на вспомогательные устройства синхронных компенсаторов и здание вспомогательных устройств	100
3.2.6. Расход электроэнергии на системы управления подстанцией	100
3.3. Температурные коэффициенты	101

Глава 4. НЕДОУЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ДОПУСТИМЫЕ НЕБАЛАНСЫ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ	104
4.1. Погрешности средств измерения	104
4.1.1. Общие положения	104
4.1.2. Погрешности трансформаторов тока и напряжения	108
4.1.3. Погрешности электрических счетчиков	118
4.1.4. Оценка «нормального» недоучета	120
4.2. Коммерческие потери	127
4.3. Допустимые небалансы электроэнергии	130
4.3.1. Общие положения	130
4.3.2. Нормативные условия работы приборов	131
4.3.3. Расчет суммарного небаланса электроэнергии в группе объектов	133
4.3.4. Распределение суммарного недоучета по напряжениям сетей, входящих в объект	134
4.3.5. Примеры расчета погрешностей учета и небалансов электроэнергии	138
 Глава 5. АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОЦЕНКА ПРАВИЛЬНОСТИ РАСЧЕТОВ	 142
5.1. Цели и методы	142
5.1.1. Анализ потерь электроэнергии	142
5.1.2. Проверка правильности расчетов потерь	143
5.2. Удельные потери мощности и электроэнергии	146
5.2.1. Сети 6–220 кВ	146
5.2.2. Сети 0,4 кВ	149
5.3. Экспресс-анализ результатов расчета	150
5.4. Анализ небалансов электроэнергии	154
5.4.1. Анализ исходных данных	154
5.4.2. Анализ результатов расчета	156
5.4.3. Соотношение небалансов электроэнергии в основной и распределительных сетях	158
5.4.4. Определение небалансов электроэнергии за длительный период по результатам расчета небалансов за входящие в период месяцы	159
5.5. Интервальный анализ потерь электроэнергии	161
5.5.1. Общие положения	161
5.5.2. Погрешности расчетов потерь электроэнергии	163
5.5.3. Порядок проведения интервального анализа	171
5.6. Нормативные характеристики потерь электроэнергии	179
5.6.1. Общие положения методики расчета	179
5.6.2. Расчет нормативных характеристик потерь при большом числе факторов	189

5.7. Программный комплекс РАП-стандарт	191
5.7.1. Состав программного комплекса	191
5.7.2. Характеристики программ	193
5.7.3. Сертификат, лицензия, аккредитация	194

Глава 6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

6.1. Структура мероприятий	198
6.2. Оценка эффективности мероприятий	203
6.2.1. Оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности	203
6.2.2. Установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения и реактивной мощности, средств телеизмерений параметров режима сети и средств АСКУЭ	206
6.2.3. Перевод генераторов электростанций в режим синхронного компенсатора	206
6.2.4. Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями	207
6.2.5. Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания радиальных электрических сетей	208
6.2.6. Оптимизация мест размыкания линий 6–35 кВ с двусторонним питанием	214
6.2.7. Отключение части трансформаторов в режимах малых нагрузок	215
6.2.8. Выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ	216
6.2.9. Мероприятия по реконструкции сетей и установке технических средств снижения потерь	216
6.2.10. Мероприятия по совершенствованию системы учета и снижению хищений электроэнергии	218

Глава 7. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

7.1. Расчет оптимальной мощности компенсирующих устройств	220
7.1.1. Что такое реактивная мощность?	220
7.1.2. Влияние реактивной мощности на экономические и технические характеристики сетей	223
7.1.3. Закономерности оптимальных решений по компенсации реактивной мощности	227
7.1.4. Выбор оптимальной мощности КУ в узлах сложной сети	232
7.1.5. Интервалы неопределенности экономического эффекта от установки КУ, обусловленные погрешностями исходных данных о нагрузках узлов	238

7.1.6. Учет влияния реактивной мощности на напряжение при расчете мощности КУ	243
7.1.7. Учет дискретности стандартных мощностей КУ	246
7.1.8. Учет затрат на пропускную способность сетей	247
7.1.9. Удельное снижение потерь электроэнергии в сетях при установке КУ	248
7.1.10. Потери электроэнергии в КУ	249
7.2. Взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в части условий потребления и генерации реактивной мощности	252
7.2.1. Необходимость регулирования взаимоотношений	252
7.2.2. Нормативные документы	254
7.2.3. Значения коэффициентов реактивной мощности, указываемые в договорах на оказание услуг по передаче электрической энергии	258
7.2.4. Расчет повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии	263
Глава 8. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	270
8.1. Параметры электроэнергии	270
8.1.1. Отклонения и колебания напряжения и частоты	270
8.1.2. Несимметрия трехфазных напряжений и токов	274
8.1.3. Несинусоидальность напряжений и токов	282
8.1.4. Импульсы, кратковременные провалы и выбросы напряжения	284
8.2. Влияние параметров электроэнергии на электрооборудование	285
8.2.1. Характеристики влияния	285
8.2.2. Влияние параметров электроэнергии на потери в сетях и оборудовании	286
8.2.3. Влияние параметров электроэнергии на сроки службы оборудования	290
8.2.4. Технологический ущерб	292
8.2.5. Влияние параметров электроэнергии на приборы учета	294
8.2.6. Учет случайного характера изменения параметров электроэнергии при оценке допустимости режимов работы оборудования	295
8.2.7. Технические средства повышения качества электроэнергии	300
8.3. Нормирование качества электроэнергии	305
8.3.1. Показатели качества электроэнергии	305
8.3.2. Нормы на допустимые значения показателей качества электроэнергии	306
8.3.3. Сертификация электроэнергии	311

8.4. Регулирование напряжения	312
8.4.1. Распределительные сети 6–20 и 0,4 кВ	312
8.4.2. Основные сети 35 кВ и выше	324
8.4.3. Требования к отклонениям напряжения, указываемые в договорах электроснабжения	324
8.5. Требования к потребителям в части влияния на качество электроэнергии	326
8.5.1. Расчет параметров допустимого влияния потребителя на качество электроэнергии в точке его присоединения к сети общего назначения	326
8.5.2. Определение фактического влияния потребителя на качество электроэнергии	333
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	341
ПРИЛОЖЕНИЯ	343
Приложение 1. Интегральные характеристики графиков нагрузки и напряжения	345
Приложение 2. Потери электроэнергии в оборудовании сетей и подстанций	356
Приложение 3. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ	368
Приложение 4. Погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии	378
Приложение 5. Отражение реверсивных перетоков в нормативной характеристике потерь электроэнергии	395
Приложение 6. Определение симметричных составляющих по результатам измерения фазных и междупазных напряжений	399
Приложение 7. Допустимая вероятность выхода случайного процесса за установленный уровень	412
Приложение 8. Стандартные мощности и напряжения	415
Приложение 9. Справочные данные по электрооборудованию	420
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	443
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	446